

**Рис. 2 Геометрические параметры дефектов [3]**

Так как некоторые дефекты имеют глубину меньше порога чувствительности дефектоскопа, необходимо определить прогнозируемое число дефектов. В результате проведения расчетов было получено 4093 ед. стресс-коррозионных дефектов и 1442 ед. коррозионных дефектов. На основе этих данных согласно СТО Газпром 2-2.3-095-2007 был рассчитан интервал следующей внутритрубной диагностики стресс-коррозионных дефектов, который составил 3,4 года, для коррозионных дефектов – 5 лет.

Таким образом, при помощи метода главных компонент были получены распределения дефектов по размерам. МГК позволил увидеть дефекты с большими размерами, отдельно отстоящими от основной группы. Также для интерпретации вида коррозии использовался метод диаграмм, который позволил выявить дефекты, относящиеся к классу общей коррозии.

#### Литература

1. СТО Газпром 2-2.3-095–2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. – М.: ОАО "Газпром", 2007. – 75 с.
2. СНиП 2.05.06–85. Магистральные трубопроводы. – М., 1997. – 107 с.
3. Pipeline Operators Forum. Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines. – 2009.

### МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

**А.А. Кузнецов**

Научный руководитель - доцент О.В. Брусник

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Технологические процессы транспорта нефти и нефтепродуктов характеризуются значительными расходами электроэнергии (ЭЭ). «Транснефть» является огромным потребителем электричества, последние несколько лет компания использует для своих нужд свыше 14 млрд кВт/ч, что составляет более 1 % от всей расходуемой в России электроэнергии. В данных годовой отчетности показатель затрат компании на электроэнергию в 2018 году равнялся 44 058 млн рублей. Таким образом, на ЭЭ приходится около 8 % от суммы всех затрат компании. В соответствии с долгосрочной программой развития (ДПР) ПАО «Транснефть» до 2023 года предусмотрено плановое снижение потребление электроэнергии на 0,5 % ежегодно.

Ключевыми направлениями, реализуемыми компанией в области повышения энергоэффективности, на текущий момент являются:

- применение противотурбулентных присадок (ПТП);
- оптимизация графиков очистки нефтепроводов;
- повышение КПД насосных агрегатов.

Используемые на практике противотурбулентные присадки в большинстве случаев относятся к химии высокомолекулярных полимеров суспензионного типа. Введение ПТП с целью повышения энергоэффективности перекачки направлено на уменьшение потерь напора на трение в трубопроводе. Это достигается за счет свойств присадки, обеспечивающих снижение турбулентности в околостеночной зоне, что обеспечивает падение гидравлического сопротивления по длине трубопровода. Одним из следствий такого эффекта будет являться возможность снижения рабочего давления без изменения расхода, что скажется на повышении надежности и сокращению аварийности.

Физико-химические свойства и методология применения присадок, используемых в компании, нормативно закреплены в документе «ОТТ-23.040.00-КТН-145-13». К нормируемым показателям относятся: внешний вид, плотность, вязкость, температура застывания, температура вспышки в закрытом тигле и седиментационная устойчивость. В сентябре 2019 года Транснефть запустила собственный завод по выпуску противотурбулентных присадок. Производство рассчитано на выпуск до 3 тыс. т/год ПТП с учетом возможности увеличения мощности до 10 тыс. т/год. Дозировки ПТП составляют от 1 до 50 г/т в зависимости от типа обрабатываемой жидкости и условий применения.

Снижение расхода энергии на приводе МНА при применении ПТП можно определить по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{час}} = \frac{0,002725 \cdot \rho \cdot \Delta H \cdot Q}{\eta_{\text{мна}} \cdot 1000},$$

где:  $\rho$  – плотность нефтепродукта ( $\text{кг/м}^3$ ),  $\Delta H$  – разность напора МНА при перекачке с ПТП и без (м),  $Q$  – производительность ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ),  $\eta_{\text{мна}}$  – КПД МНА.

Максимальная стоимость ПТП за кг, при которой использование присадки является экономически оправданным, рассчитывается как:

$$M_s = \frac{S \cdot H_{\text{мна}}(Q) \cdot g}{\eta_{\text{мна}} \cdot c \cdot 3600 \cdot 10^3},$$

где:  $S$  – стоимость электроэнергии (руб./кВт\*ч),  $c$  – концентрация ПТП (г/кг).

Зафиксировано значительное влияние на ПТП состава перекачиваемого продукта. Для нефти эффективность может достигать до 40 %, а при отсутствии благоприятных условий находиться в пределах от 15 до 20 %. Если говорить о тяжелой нефти с высоким процентным содержанием парафина, то велика вероятность нулевой эффективности, когда не происходит возникновения эффекта Томса. При транспортировке дизельного топлива возможно добиться максимального эффекта (до 60 %). Максимальное возможное снижение рабочего давления при неизменном расходе достигает 45 %. [1,2]

Изменение некоторых параметров всего на процент может значимо отразиться на удельном расходе ЭЭ на перекачку. Повышение вязкости продукта на величину от 3,7 % может привести к повышению потребляемой насосом мощности на 2 %. Уменьшение эквивалентного диаметра нефтепровода вследствие запарафинивания в районе 2 % приведёт к такому же эффекту, в ОР-75.180.00-КТН-018-10 утверждено допустимое уменьшение эффективного диаметра 1 %, что ведёт к росту потерь на трение на 4,75 %. [3]

Периодичность очистки нефтепроводов устанавливается исходя из ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 в зависимости от параметров вязкости перекачиваемой продукции и скорости перекачки. Внеочередная очистка предусматривается при снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками на 3 % и более. Однако нельзя назвать такой график очистки оптимальным. В работе [5] рассматривались два варианта очистки. В первом случае очистка проводилась при уменьшении эквивалентного диаметра на 0,5 %, что соответствует 0,7 % увеличению перерасхода электроэнергии. Во втором случае очистка проводилась при падении пропускной способности на нормативное значение 3 %. По результатам расчетов, первый режим очистки нефтепровода является энергоэффективнее второго режима на 43 %. Теоретически возможное сбережение ЭЭ в результате оптимизации графиков очистки трубопровода составляет 0,67 % от общего технологического потребления электроэнергии.

Подавляющая часть ЭЭ при перекачке нефти потребляется насосными агрегатами. Потребляемая ими мощность складывается из мощности, необходимой для перекачки нефти, и потерь энергии в насосах и в разных агрегатах привода (двигатель, преобразователь частоты, мультипликатор) и в системах регулирования. Увеличение КПД насоса на 1 % экономит до 1,37 млн рублей.

Основными причинами отклонения КПД магистральных насосов типа НМ от паспортных значений при перекачке нефти являются: причины, связанные с отклонениями в размерах элементов насосов при их производстве; усиление вибрации вследствие появления механических дефектов, явления кавитации или неправильного проведения сборки и монтажных работ; увеличение объемных потерь в щелевых уплотнениях из-за увеличения зазоров в уплотнительных кольцах выше нормативных значений; влияние вязкости перекачиваемой нефти.

При строительстве новых объектов и реконструкции действующих, компания на основе технико-экономического обоснования принимает решение о рациональности внедрения насосных агрегатов, оборудованных частотно-регулируемым приводом (ЧРП). В современных условиях ограничивающим фактором для повсеместного применения данной технологии является дороговизна оборудования. Данное оборудование обеспечит снижение гидравлических нагрузок, увеличение срока эксплуатации и экономии электроэнергии. Применение ЧРП с точки зрения энергоэффективности экономически целесообразно в случаях, когда коэффициент дросселирования станции более 5 %. [4]

Особо актуальна проблема снижения фактического КПД насосных агрегатов при работе на недогруженных режимах. Кроме падения экономичности на режимах левее от номинальной производительности из-за роста гидравлических потерь и повышения вибрационных нагрузок растет доля потерь, имеющих место на номинальном режиме из-за влияния шероховатости и отклонения геометрических размеров (до 1–2 %), влияния износа элементов щелевого уплотнения рабочего колеса (по мере наработки падение КПД составляет более 2 %), влияние вязкости перекачиваемой нефти (до 0,5 %), влияние обточки рабочего колеса по наружному диаметру (до 1–4 %).

Решение данной категории проблем сводится к применению рабочих колес новой модификации, которая будет наиболее оптимальной для соответствующего режима работы. Установкой в спиралевидный отвод насоса специальных сопел можно добиться необходимого изменения гидравлики проточной части. Это также увеличит КПД МН. Новая модификация будет отличаться другим профилем, увеличенным числом рабочих лопаток, меньшим диаметром, позволяющим увеличить зазор между колесом и отводом. При внесении таких изменений необходимо выбрать и установить оптимальный зазор для выбранной конфигурации лопаток рабочего колеса и языка насоса.

Таким образом, только правильное и своевременное комплексное проведение энергосберегающих мероприятий определяет экономию энергии и увеличение остаточного ресурса оборудования и трубопровода, необходимых для достижения поставленных компанией целей.

#### Литература

1. Бархатов, А. Ф., Настепанин, П. Е. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – Москва, 2014. – №. 3. – С. 18 – 26.

2. Байков И.Р., Костарева С.Н., Смородова О.В. Энергосбережение при эксплуатации насосов // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2016. – № 14-3. – С. 84 – 87.
3. Бордовский А.М., Вьюн В.И., Кузьминский Ю.Г. Влияние параметров технологического оборудования участка нефтепровода на производительность и эффективность использования электроэнергии // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та имени П. О. Сухого. – Гомель, 2003. – № 1. – С. 73 – 82.
4. Евтух К.А., Вязунов Е.В., Бархатов А.Ф. Об экономической эффективности замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми приводами или гидромуфтами // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – Москва, 2014. – № 2. – С. 15 – 21.
5. Фиков, А. С. Потенциал энергосбережения от очистки магистральных нефтепроводов // Вестник Белорусско-Российского университета. – Могилев, 2010. – № 1. – С. 174 –181.

## МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЕКТНОГО РЕШЕНИЯ УЧАСТКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДО ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА

О.А. Курасов

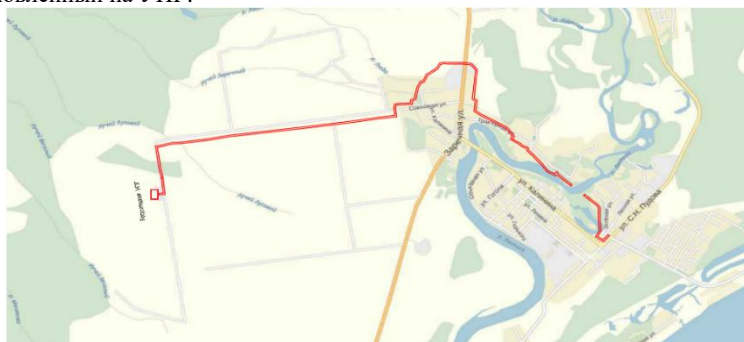
Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Обеспечение безаварийной и надежной работы промысловых газопроводов (ГП) является приоритетной задачей в системе трубопроводного транспорта газа. Вопреки принимаемым мерам по предотвращению внештатных ситуаций при обеспечении бесперебойных поставок природного газа конечному потребителю на уровне проектных параметров, аварии все равно происходят. Это свидетельствует о недостаточной эффективности существующих способов их предупреждения. Одна из причин – отсутствие универсальной методики комплексного анализа ГП, позволяющего следить за их техническим состоянием в течение всего жизненного цикла.

При рассмотрении проблемы поддержания работоспособности и надежности газотранспортных систем (ГТС) очень важно учитывать состояния стенок ГП и сварных швов, а также конкретный этап их деформационного старения на основе статистических подходов, использующих данные об оценках и регулировании рисков. Это дает возможность спрогнозировать остаточный ресурс трубопроводов и создать расчетные методики его оценки на основе внешних воздействий и обнаруженных дефектов [3].

Объектом исследования является распределительная газовая сеть нефтегазовой компании, предназначенная для обеспечения природным газом потребителей. Начало трассы – установка подготовки газа (УПГ), конец трассы – газораспределительный пункт (ГРП). Участок ГТС является ГП высокого давления II категории с  $P_y$  0,6 МПа, длиной 7,4 км и не относится к магистральным ГП. В качестве проектных решений при оценке вероятности возникновения инцидентов и анализе безопасности и рисков на исследуемом участке рассматриваются опасные производственные объекты (ОПО) – участок трубопровода, прокладываемый подземно и параллельно основному трубопроводу (лупинг) вдоль всей его трассы длиной 7,8 км, и горизонтальный стальной резервуар (газгольдер) объемом 300 м<sup>3</sup>, установленный на УПГ.



**Рис. 1 План участка ГТС. Красная линия – проектируемый лупинг, выделенная область – УПГ, на которой предполагается установить газгольдер**

Для обеспечения надежной работы эксплуатируемых ГП и для качественного проектирования новых очень важно совершенствовать методы расчета их напряженно-деформированного состояния (НДС). Один из эффективных методов технической диагностики промысловых ГП – исследование НДС на участках, подверженных влиянию опасных природных и техногенных факторов. Своевременная информация о действующих механических напряжениях на таких участках дает возможность оперативно принимать меры по предупреждению аварийных ситуаций.

Газгольдеры постоянного объема относятся к промышленным конструкциям высокого давления, которые также находятся в сложном НДС. Напряженные состояния отдельных их элементов возникают уже на стадии изготовления и проведения строительно-монтажных работ. Последующий рост величины напряжений в элементах конструкции резервуара является следствием действия эксплуатационных нагрузок, что, в конечном счете, приводит к риску возникновения аварийной ситуации. Поэтому обеспечение надежности и увеличение срока полезного